УДК 553.982; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-4.03
https://orcid.org/0000-0003-3564-0473

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ БОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

А.А. ЖАНСЕРКЕЕВА,
докторант, старший научный сотрудник,
a.zhanserkeyeva@satbayev.university

SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

На основе бассейнового анализа рассмотрены основные тектонические этапы и палеогеографические обстановки формирования потенциальных нефтегазоматеринских пород подсолевого комплекса восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Вопрос выделения и локализации потенциальных нефтегазоматеринских толщ является актуальным для Прикаспийского осадочного бассейна при оценке углеводородного потенциала как на региональном, так и на поисково-разведочном этапах. Генерационно-эмиграционный потенциал нефтегазоносного бассейна определяется не только концентрацией исходного органического вещества в породе, но и типом керогена. На основе пиролитических исследований и сравнительного анализа с опубликованными данными по биомаркерам проанализированы генерационный потенциал, генетический тип и катагенетическая зрелость керогена в зависимости от возраста и структурной приуроченности потенциальных нефтегазоматеринских толщ. Для нижнепермских отложений установлен высокий генерационный потенциал, прогнозируется возникновение множественных очагов генерации, контролируемых типом и концентрацией органического вещества, что привело к образованию специфичных коллекторов типа «акжариты».

Генерационный потенциал визейско-башкирских отложений бедный до среднего, установлены катагенетические несогласия в пределах КТ-II, КТ-I, что указывает на размывы, содержание органического углерода (Сорг) 0,1-4%, водородный индекс увеличивается с глубиной, для образцов обогащенных Сорг и содержанием S2 > 1 установлен кероген II типа, что является индикатором слабоокислительных морских условий осадконакопления.

Предполагается, что образование и площадь распространения первоочередных нефтегазоматеринских толщ связана со слабоокислительными условиями глубоководного шельфа и континентального склона и интенсивным пригибанием в позднедевонское-нижнепермское время. Проведение комплексного анализа палеогеографических и палеотектонических условий формирования потенциальных НГМТ имеет ключевое значение при сейсмофациальной интерпретации и проведении реконструкции термической истории. Выполнено 2Д бассейновое моделирование с целью реконструкции термической истории и оценены степень катагенетической зрелости и индекс зрелости керогена для определения региональных особенностей генерации и миграции углеводородов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *нефтегазоматеринские толщи, палеотектонические условия, генерационный потенциал, катагенетическая зрелость, термическая история.*

.

КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ ШЫҒЫС БОРТ АЙМАҒЫНЫҢ ТҰЗАСТЫ ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ АНАЛЫҚ ТАУ ЖЫНЫСЫ ПОТЕНЦИАЛЫ

А.А. ЖАНСЕРКЕЕВА, докторант, аға ғылыми қызметкер, *a.zhanserkeyeva@satbayev.university*

SATBAYEV UNIVERSITY,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ, Сәтбаев к., 22

Бассейндік талдау негізінде Каспий маңы ойпатының шығыс борт аймағының тұзасты кешенінің әлеуетті мұнай жән газ аналық тау жыныстарын қалыптастырудың негізгі тектоникалық кезеңдері мен палеогеографиялық жағдайлары қаралды. Әлеуетті мұнай-газоматериалды жыныстарды бөлу және оқшаулау мәселесі аймақтық және іздеу-барлау кезеңдерінде көмірсутегі әлеуетін бағалау кезінде Каспий маңы шөгінді бассейні үшін өзекті болып табылады. Мұнай-газ бассейнінің генерациялық-эмиграциялық әлеуеті тау жынысындағы бастапқы органикалық заттардың шоғырлануымен ғана емес, сонымен қатар керогеннің түрімен де анықталады. Пиролиз зерттеулер мен биомаркерлер бойынша жарияланған деректермен салыстырмалы талдау негізінде әлеуетті мұнай жән газ аналық тау жыныстарын қалыңдықтардың жасына және құрылымдық орайласуына байланысты керогеннің генерациялық әлеуеті, генетикалық типі және катагенетикалық жетілуі талданды. Төменгі Пермь шөгінділері үшін жоғары генерациялық әлеует белгіленген, органикалық заттардың типі мен шоғырлануымен бақыланатын генерацияның көптеген ошақтарының пайда болуы болжанады, бұл "ақжарит" типті ерекше коллекторлардың пайда болуына әкелді.

Визе-башқұрт шөгінділерінің генерациялық потенциалы орташа деңгейге дейін нашар, КТ-II, КТ-I шегінде катагенетикалық келіспеушіліктер анықталды, бұл эрозияны, органикалық көміртегі 0,1-4%, сутегі индексі тереңдікпен жоғарылайды, органикалық көміртекпен және S2 > 1 мазмұнымен байытылған үлгілер үшін II типті кероген орнатылды, бұл көрсеткіш болып табылады шөгудің әлсіз қышқылды теңіз жағдайлары.

Мұнай-газ және мұнай-газ қабаттарының пайда болуы мен таралу аймағы терең теңіз қайраңы мен континентальды беткейдің төмен тотығу жағдайымен және кеш Девон-төменгі Пермь уақытында қарқынды иілумен байланысты деп болжанады. Әлеуетті мұнай және газ аналық тау жыныстары қабаттардың қалыптасуының палеогеографиялық және палеотектоникалық жағдайларына кешенді талдау жүргізу сейсмофациалдық интерпретация және термиялық тарихты қайта құру кезінде маңызды мәнге ие. 2D бассейндік модельдеу ықтимал мұнай өндіру қабаттарының жылу тарихын қайта құру мақсатында жүргізілді және катагенетикалық жетілу дәрежесі және көмірсутектердің генерациясы мен көші-қонының аймақтық ерекшеліктерін анықтау үшін керогеннің жетілу индексі бағаланды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *мұнай және газ аналық тау жыныстары, палеотектоникалық жағдайлар, генерациялық потенциал, катагенетикалық кемелдену,термиялық тарихы.*

POTENTIAL SOURCE ROCKS EVALUATION FOR THE PRE-SALT COMPLEX OF THE EASTERN EDGE OF PRECASPIAN BASIN

A.A. ZHANSERKEYEVA, PhD candidate, Chief Researcher, *a.zhanserkeyeva@satbayev.university*

SATBAYEV UNIVERSITY,
22 Satbayev Street, Almaty, 050000, Republic of Kazakhstan

Through basin analysis, the major tectonic stages and paleogeographic conditions of the formation of potential oil and gas source rocks of the subsalt complex of the eastern side zone of the Precaspian basin are considered. Prediction and localization of potential source rocks is critical for the Precaspian petroleum system understanding, both during petroleum play assessment at the prospecting and exploration stages. The generation and emigration potential of the oil and gas basin is determined not only by the concentration of the initial organic matter in the rock, but also by the type of kerogen. Based on Rock-Eval studies and comparative analysis with published biomarker data, the generation potential, genetic type and thermal maturity are analyzed depending on the age and structural relatedness of potential source rocks. A high generation potential has been established for the Lower Permian deposits, the occurrence of multiple generation foci controlled by the type and concentration of organic matter is predicted, which led to the formation of specific reservoirs of the "akzharite" type.

The generation potential of the Visean-Bashkirian deposits is poor to average, catagenetic unconformities have been established within KT-II, KT-I, which indicates erosions, the total organic carbon (TOC) is 0.1-4%, the hydrogen index increases with depth, for samples enriched with TOC and with a content of S2 > 1, type II kerogen has been established, which it is an indicator of reducing marine environment. 2D basin modeling was performed in order to reconstruct the thermal evolution of potential source rocks and their thermal maturity and transformation ratio were modelled to determine the regional characteristics of hydrocarbon generation and migration.

It is assumed that the formation and distribution area of the primary source rocks is associated with reducing conditions of the deep-sea shelf and continental slope and intensive subsidence in the Late Devonian-Lower Permian times. Conducting a comprehensive analysis of paleogeographic and paleotectonic conditions for the formation of potential source rocks is of key importance in the seismic interpretation and reconstruction of thermal history. 2D basin modeling was performed in order to reconstruct the thermal history of potential oil-producing strata and the degree of catagenetic maturity and the kerogen maturity index were estimated to determine the regional characteristics of hydrocarbon generation and migration.

KEY WORDS: *source rocks, paleotectonics, generative potential, thermal maturity, thermal history.*

Введение. Подсолевой комплекс восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины характеризуется значительной литолого-фациальной неоднородностью и сложен терригенными и карбонатными породами девонского, каменноугольного и раннепермского возраста, разделенными скрытыми стратиграфическими поверхностями несогласия. Установленная промышленная нефтегазоносность преимущественно связана с визейско-башкирскими (КТ-II) отложениями Жанажол-Торткольского и южного окончания Темирского карбонатных массивов. Среднедевонский-нижнекаменноугольный литолого-стратиграфический комплекс (КТ-III) рассматривается как перспективный [1].

Перспективы нижнепермского нефтегазоносного комплекса (НГК) в пределах восточной бортовой зоны заслуживают особого внимания, получение прито-

ков нефти дебитом более 900 т/сутки из отложений нижней перми в скважине №1 Восточный Акжар стало открытием в депрессионной зоне восточной части Прикаспийской впадины нового и, возможно, крупного месторождения нефти. Несмотря на большое число пробуренных впоследствии скважин, в том числе и с отбором керна, значительный объем ГИС и испытаний в колонне, до сих пор остается неясным происхождение коллектора, обладающего высокими эффективными емкостно-фильтрационными свойствами и характер распределения нефтенасыщенности. Данный тип коллекторов получил название «акжариты» по аналогии с известными в Западной Сибири «баженитами». Также известны месторождения нефти и газа в Северной Америке, связанные с глинами-коллекторами, открыты залежи нефти в трещиноватых кремнистых сланцах и кремнистых сланцевых глинах на месторождении Санта Елена в Эквадоре.

Следует отметить, что в советский период изучения месторождения Акжар Восточный из подсолевых отложений был отобран значительный объем керна, однако высокопродуктивный горизонт каменным материалом (керном и шламом) не был представлен или представлен незначительными фрагментами, которые оказались чрезвычайно хрупкими, похожими, по словам очевидцев, на пепел. Основные литологические разности исследованных отложений – аргиллиты в различной степени известковистые, глинистые и полимиктовые песчаники, алевролиты и карбонаты, в основном известняки.

Процессы генерации и миграции углеводородов в течение геологического времени приводят к образованию залежей углеводородов, развитие генерационно-аккумуляционных систем в пределах подсолевого комплекса Прикаспийской впадины в данной работе рассматриваются на основе концепции нефтяной системы («petroleum system»), которая включает следующие понятия: очаг нефтегазобразования, пути миграции, породы-коллекторы и породы покрышки, образующие ловушку [2].

На основе органической геохимии проанализированы геохимические особенности, происхождение и эволюция органического вещества образцов керна подсолевых отложений на примере площадей Акжар Восточный, Лактыбай, Аккудук, Урихтау, Урихтау Восточный. Генерационно-эмиграционный потенциал нефтематеринского литолого-стратиграфического комплекса в пределах подсолевого разреза определяется его объемом, количеством и качеством исходного органического вещества. Несмотря на более вековую историю геологического изучения восточного обрамления Прикаспийского впадины, выделение нефтегазоматеринских горизонтов и их генерационно-эмиграционный потенциал слабо изучен. Это связано со сложной историей геодинамического развития Прикаспийского осадочного бассейна (ПОБ) и неравномерной геолого-геофизической изученностью глубоко погруженных горизонтов [3–9]. Изучение генерационно-эмиграционного потенциала различных литолого-стратиграфических комплексов палеозоя, вскрытых глубокими скважинами, позволяет определить объем, количество и качество исходного органического вещества нефтематеринских толщ палеозоя восточного борта Прикаспийского осадочного бассейна.

Выявленные крупные промышленные скопления углеводородов (УВ) в пределах восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины в подсолевых верхнепале-

озойских отложениях находятся в разработке несколько десятилетий. Сокращение объемов геологоразведочных работ за последние десятилетия в пределах южного окончания Темирского и западного обрамления Жанажол-Торткольского карбонатных массивов обусловливают необходимость прогнозирования и локализации перспективных зон нефтегенерации и нефтегазонакопления.

Целью работы является оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала в пределах подсолевого комплекса отложений восточной бортовой зоны и прогнозирование очагов нефтегазообразования на основе реконструкции термической истории потенциальных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ).

На базе накопленного обширного геологического материала (глубокие параметрические и разведочные скважины, результаты детальной 2Д и 3Д сейсморазведки) по району исследований назрела необходимость уточнения модели строения подсолевого комплекса верхнепалеозойских отложений на основе комплексного подхода с применением палеотектонического анализа, геохимических исследований и инструментов бассейнового моделирования. Было проведено 2Д бассейновое моделирование с целью уточнения степени катагенетической зрелости потенциальных верхнепалеозойских нефтегазоматеринских пород.

Тектоническая позиция и условия формирования верхнепалеозойских НГМТ

Тектоническое строение исследуемой территории с позиции тектоники литосферных плит детально рассмотрено в работах [3, 6–10].

Палинспатические реконструкции ПОБ имеют важное значение при прогнозировании и оценке нефтегазоматеринского потенциала того или иного литолого-стратиграфического комплекса [2,12]. На основе региональных литолого-палеогеографических карт [10] и палеогеодинамических реконструкций [8,9], выделены основные этапы формирования осадочного чехла восточного борта ПОБ с раннего палеозоя до кунгура. Формирование и расширение Уральского палеоокеана происходило в силуре-раннем девоне, во второй половине раннего и среднем девоне преобладало терригенное осадконакопление в условиях мелкого моря, в среднем девоне происходило образование Актюбинского моря и Устюртского пролива. Осадконакопление мощных терригенно-карбонатных отложений в позднедевонско-каменноугольное время связано с условиями пассивной континентальной окраины Восточно-Европейского палеоконтинента и Уральского палеоокеана (*рисунок 1*). В результате сближения и столкновения Восточно-Европейской плиты и Казахского континента на протяжении позднего девона-перми, формировались орогены, которые служили областями размыва. Постепенная смена морских условий на прибрежно-морские вследствие столкновения плит к началу перми привела к закрытию Уральского палеокеана и образованию мощной соленосной толщи в кунгуре в пределах Прикаспийской впадины. Начало позднепермской эпохи сопровождалось значительной перестройкой структурного плана [8].

Интенсивное погружение Восточно-Европейского континента продолжилось до конца турнейского века, некомпенсированное прогибание и нарастание трансгрессии благоприятствовало накоплению битуминозных известковых и глинисто-известковых илов, обогащенных ОВ в пределах глубоководных впадин шельфа

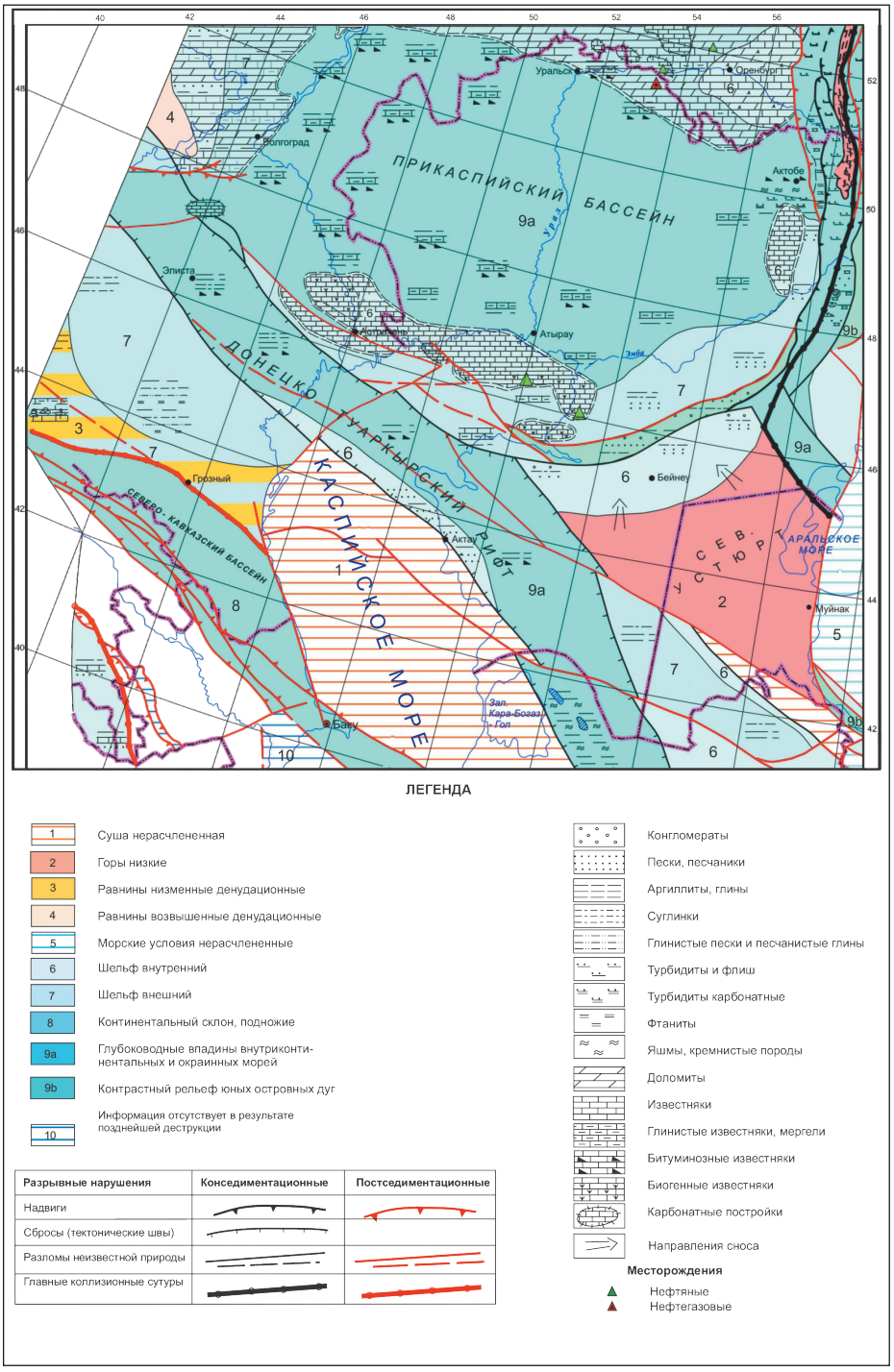

Рисунок 1 – **Литолого-палеогеографическая карта пассивной окраины Восточно-Европейского континента в позднедевонское время. Красным пунктиром обозначен район исследований (заимствовано у Х.Б. Абилхасимова, 2008, с изменениями)**

и континентального склона [9]. Дальнейшая консервация РОВ обеспечивается за счет слабо окислительных или восстановительных условий водной среды [12-14].

Материалы и методы исследований

Геохимическая характеристика. Основываясь на современных достижениях прикладной органической геохимии совокупный генерационно-эмиграционный потенциал определяется не только объемом НГМТ и концентрацией органического вещества (ОВ), но и его генетическим типом, в свою очередь генетический тип ОВ определяется возрастом и фациальным типом вмещающих осадочных толщ [11], [14]. Потенциальные нефтегазоматеринские толщи в пределах восточного борта характеризуются недостаточной геохимической изученностью, по данным геохимических исследований ВНИГНИ (1985, 2004) и более современным пиролитическим исследованиям [4], потенциальные НГМТ в пределах восточного борта ПОБ имеют возраст от позднего девона-раннего карбона до ранней перми.

В пределах района исследований наиболее изучены буровыми работами визейско-башкирские отложения Тортколь-Жанажольского карбонатного массива, в пределах которого открыты промышленные скопления УВ (нефтегазоконденсатные месторождения Жанажол, Алибекмола, Кожасай). В разрезе скважин в полном объеме представлены первая (КТ-I) и вторая (КТ-II) карбонатная толщи, которые приняты за основу при литолого-стратиграфическом расчленении нижне-среднекаменноугольных отложений. Глубоко погруженная карбонатная толща КТ-III вскрыта единичными скважинами на Темирском карбонатном массиве (Бактыгарын Г-1, Кумсай П-4, Сев. Бозоба Г-9) и скважиной Урихтау-5 (позднефаменский надъярус?) [1].

В рамках настоящей работы были проведены скрининговые пиролитические исследования 79 образцов пород средне- верхнекаменноугольного и нижнепермского возраста (площади Урихтау, Урихтау Восточный, Лактыбай, Восточный Акжар, Аккудук) и определены пиролитические параметры TOC, S1, S2, HI, Tmax (*таблица 1*). На основе построения типовых графиков по комплексу полученных пиролитических параметров установлен общий генерационный потенциал пород и степень катагенетической зрелости, проведено сравнение с ранее опубликованными данными (*рисунок 2, 3*).

Бассейновое моделирование. Построение структурно-тектонического каркаса и моделирование термической эволюции выполнено в ПК Petromod на основе результатов разведочного бурения и интерпретации данных сейсморазведки по блоку Темир. Область моделирования в виде регионального профиля с запада на восток включает погруженный ступенчатый борт ПОБ, Темирское поднятие, ограниченного с востока Остансукским прогибом. Длина профиля составляет 240 км (*рисунок 2*).

Темирский и Жанажол-Торткольский своды являются унаследованными по поверхности фундамента, образующие одноименную Темирско-Жанажолскую систему выступов (по Абилхасимову, 2016). Поверхность фундамента в пределах Темирского выступа находится на отметках 7–8 км, в пределах Коскольско-Ашикольского блока западнее погружается до 10–11 км (*рисунок 2*). Возраст кадомского фундамента 600–550 млн лет [3].

Стратиграфическая разбивка выполнена на основе данных разведочного бурения и сейсморазведки. Для калибровки модели использованы данные по средне-

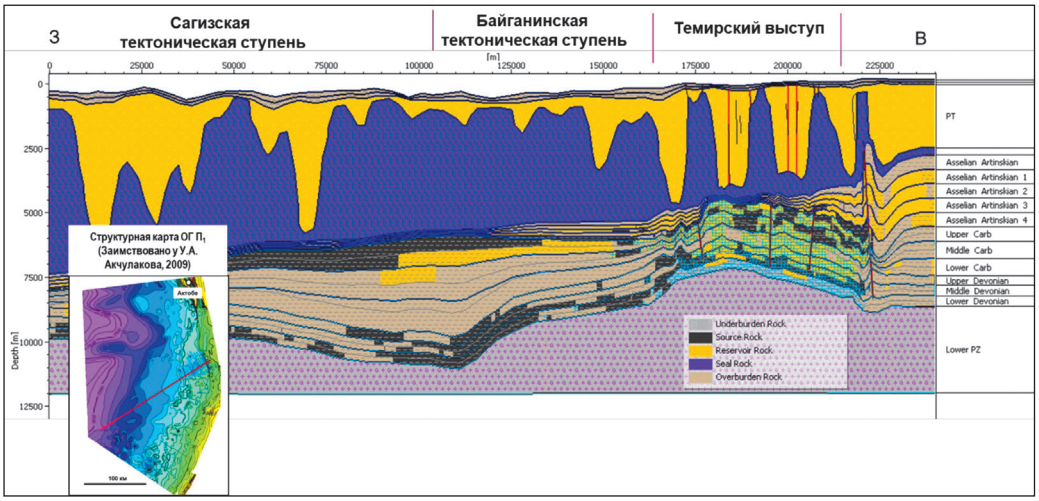

Рисунок 2 – **2Д модель и элементы углеводородных систем подсолевого комплекса восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины, положение геологического разреза показано на карте-врезке слева. Черным цветом выделены интервалы потенциальных НГМТ (составила Жансеркеева А.А.)**

му геотермическому градиенту. При моделировании акцент сделан на подсолевую часть разреза. Среднее содержание органического углерода (Сорг) принято 3%, для потенциальных верхнедевонско-нижнекаменноугольных НГМТ тип керогена II (сапропелевый тип), для нижнепермских НГМТ – смешанный тип керогена III-II (гумусово-сапропелевый).

Результаты и обсуждение

Генерационный потенциал и тип керогена. Для нижнепермских аргиллитов месторождения Акжар Восточный установлены разновидности монолитного типа (литотип 1) и аргиллиты чешуйчатой текстуры (литотип 2), которые характеризуются более высокой средней пористостью 16% по результатам лабораторных исследований керна из интервала 5118-5122 м скв. №1 Акжар Восточный по сравнению со средней пористостью 6–8% для литотипа 1.

По данным ГИС аргиллиты 2 типа характеризуются повышенными показаниями естественной радиоактивности по ГК. Наибольший приток с дебитом нефти – 920 тонн/сутки и газа – 612 тыс. м³/сутки получен в скважине №1 Восточный Акжар при опробовании интервала 5049–5074 м после ГРП. Необходимо отметить, что гамма-активная пачка широко встречается в разрезах подсолевых отложений Прикаспийской впадины, но используется как стратиграфический репер, поскольку не относится к разряду пород-коллекторов. Региональное развитие гамма-активной пачки в подсолевом разрезе позволяет использовать для изучения каменный материал из других частей Прикаспийской впадины в условиях отсутствия кернового материала для текущих исследований по востоку региона. По результатам палинологических исследований образцов шлама из «гамма-активной» пачки, отобранного в скважинах южной части Прикаспийской впадины, установлена высокая концентрация цист Tasmanites и высокое содержание Mo, V, Ni, Co, Cu, Ag, Zn. Источни-

Таблица 1 – **Результаты пиролитических исследований Rock-Eval образцов керна по восточному борту ПОБ**

Площадь	Стратиграфия	Скважина	Глубина отбора,м	Литология	TOC(%)	Tmax(°C)	HI	S1 - (мг/г)	S2 - (мг/г)	S1+S2	S3 - (мг/г)	ROC(%)	ROC/TOC	PI	OI
Восточный Акжар	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	EA-206	5054.5	аргиллит	5.06	432	425	1.09	21.48	22.57	0.28	3.14	0.62	0.05	6
Восточный Акжар	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	EA-206	5075	аргиллит	0.66	434	297	0.3	1.96	2.26	0.25	0.45	0.68	0.13	38
Восточный Акжар	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	EA-209	4975	аргиллит	0.63	434	138	0.22	0.87	1.09	0.25	0.52	0.83	0.2	40
Лактыбай	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	LAK-40	4071.76	аргиллит	0.8	436	54	0.13	0.43	0.56	0.1	0.75	0.94	0.23	12
Лактыбай	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	LAK-40	4072.97	аргиллит	0.7	437	54	0.08	0.38	0.46	0.11	0.65	0.93	0.18	16
Лактыбай	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	LAK-40	4147.5	аргиллит	1.28	430	150	0.18	1.92	2.1	0.18	1.08	0.84	0.09	14
Лактыбай	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	LAK-40	4148.5	аргиллит	2.29	426	193	0.29	4.41	4.7	0.3	1.86	0.81	0.06	13
Аккудук	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	AKD-18	2111.13	аргиллит	0.39	428	64	0.04	0.25	0.29	0.06	0.36	0.92	0.14	15
Аккудук	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	AKD-18	2111.58	аргиллит	0.52	436	52	0.05	0.27	0.32	0.08	0.48	0.92	0.15	15
Аккудук	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	AKD-18	2119.2	аргиллит	1.27	432	82	0.08	1.04	1.12	0.41	1.15	0.91	0.07	32
Аккудук	Нижняя пермь P1a-P1ar (Ассель-Арт)	AKD-18	2119.5	аргиллит	0.99	434	74	0.06	0.73	0.79	0.37	0.91	0.92	0.07	37
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	2997.47	известняк	0.15	404	147	0.05	0.22	0.27	0.18	0.12	0.80	0.18	120
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3141.9	известняк	0.16	337	94	0.03	0.15	0.18	0.24	0.13	0.81	0.17	150
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3142.5	известняк	0.04	434	275	0.03	0.11	0.14	0.07	0.02	0.50	0.19	175
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3142.8	известняк	0.1	406	100	0.03	0.1	0.13	0.25	0.08	0.80	0.21	250
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3166.45	известняк	0.21	409	62	0.02	0.13	0.15	0.21	0.18	0.86	0.15	100
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3166.8	известняк	0.06	413	167	0.04	0.1	0.14	0.22	0.04	0.67	0.3	367
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3179.5	известняк	0.09	414	122	0.02	0.11	0.13	0.16	0.07	0.78	0.17	178
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3180	известняк	0.09	423	89	0.02	0.08	0.1	0.18	0.07	0.78	0.16	200
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-1	3347.35	известняк	0.04	480	150	0.02	0.06	0.08	0.33	0.02	0.50	0.2	825
Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	U-1	2972.15	известняк	0.41	415	361	2.58	1.48	4.06	0.11	0.06	0.15	0.63	27
Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	U-1	2972.74	известняк	0.19	428	321	0.37	0.61	0.98	0.11	0.1	0.53	0.38	58
Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	U-1	2981.7	известняк	0.21	416	210	0.46	0.44	0.9	0.2	0.12	0.57	0.51	95
Восточный Урихтау	Верхний карбон C3 (KT-I)	EU-2	2973.6	известняк	0.11	426	191	0.04	0.21	0.25	0.12	0.08	0.73	0.15	109

Продолжение *таблицы 1*

Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	2977.45	известняк	0.07	419	157	0.03	0.11	0.14	0.05	0.05	0.71	0.22	71
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3186.6	известняк	0.12	417	100	0.04	0.12	0.16	0.1	0.1	0.83	0.25	83
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3233.53	известняк	0.04	419	275	0.03	0.11	0.14	0.16	0.02	0.50	0.21	400
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3249.6	известняк	0.25	423	36	0.02	0.09	0.11	0.04	0.24	0.96	0.14	16
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3368.8	известняк	0.03	438	267	0.02	0.08	0.1	0.23	0.01	0.33	0.17	767
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3413.12	известняк	0.12	428	92	0.03	0.11	0.14	0.08	0.1	0.83	0.21	67
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3431.55	известняк	0.19	308	37	0.03	0.07	0.1	0.09	0.17	0.89	0.26	47
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3440.9	известняк	0.5	431	50	0.04	0.25	0.29	0.3	0.46	0.92	0.15	60
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3677.23	известняк	0.21	421	195	0.36	0.41	0.77	0.13	0.14	0.67	0.47	62
Восточный Урихтау	Верхний карбон С3 (КТ-I)	EU-2	3711	известняк	0.26	423	331	0.96	0.86	1.82	0.15	0.1	0.38	0.53	58
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-2	3871	известняк	0.36	427	297	1.19	1.07	2.26	0.16	0.16	0.44	0.53	44
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-2	4122.9	известняк	0.03	424	267	0.03	0.08	0.11	0.04	0.02	0.67	0.24	133
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-2	4387.48	известняк	0.12	485	33	0.01	0.04	0.05	0.07	0.11	0.92	0.22	58
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3608.6	известняк	0.18	418	117	0.1	0.21	0.31	1.33	0.11	0.61	0.32	739
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3862.4	известняк	0.08	431	162	0.03	0.13	0.16	0.15	0.06	0.75	0.18	188
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3871.73	известняк	0.1	431	330	0.15	0.33	0.48	0.16	0.05	0.50	0.31	160
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3927.73	известняк	0.14	391	114	0.04	0.16	0.2	0.14	0.12	0.86	0.19	100
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3947.6	известняк	0.13	423	292	0.55	0.38	0.93	0.12	0.04	0.31	0.59	92
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3961.25	известняк	0.24	414	171	0.97	0.41	1.38	0.15	0.12	0.50	0.7	62
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3968.6	известняк	0.03	433	267	0.02	0.08	0.1	0.1	0.02	0.67	0.19	333
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон С1-С2 (визе-башкир, КТ-II)	EU-1	3982.34	глинистый известняк	4.76	444	265	0.96	12.63	13.59	0.16	3.6	0.76	0.07	3

Продолжение *таблицы 1*

Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	EU-1	3982.45	известняк	0.59	441	341	0.78	2.01	2.79	0.11	0.34	0.58	0.28	19
Восточный Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	EU-1	4006.4	известняк	0.11	430	273	0.22	0.3	0.52	0.11	0.05	0.45	0.42	100
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3503.75	известняк	0.21	427	333	0.45	0.7	1.15	0.26	0.09	0.43	0.39	124
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3505.95	известняк	0.15	424	387	0.71	0.58	1.29	0.27	0.03	0.20	0.55	180
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3511.75	известняк	0.36	421	269	2.23	0.97	3.2	0.29	0.07	0.19	0.7	81
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3517.9	известняк	0.42	425	329	1.54	1.38	2.92	0.15	0.16	0.38	0.53	36
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3519.68	известняк	0.3	418	297	1.29	0.89	2.18	0.2	0.1	0.33	0.59	67
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3521.6	известняк	0.22	433	205	0.18	0.45	0.63	0.04	0.16	0.73	0.29	18
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3531.7	известняк	0.53	422	204	1.96	1.08	3.04	1.42	0.22	0.42	0.64	268
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3535.5	известняк	0.33	420	364	1.31	1.2	2.51	0.15	0.1	0.30	0.52	45
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3556.38	известняк	0.33	422	221	1.16	0.73	1.89	0.08	0.16	0.48	0.61	24
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3560.52	известняк	0.13	426	169	0.14	0.22	0.36	0.11	0.09	0.69	0.39	85
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3564.65	известняк	0.14	430	157	0.12	0.22	0.34	0.13	0.11	0.79	0.35	93
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3806.75	известняк	0.28	424	221	0.83	0.62	1.45	0.1	0.14	0.50	0.57	36
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3808.92	известняк	0.43	422	147	1.22	0.63	1.85	0.15	0.26	0.60	0.66	35
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3810.97	известняк	0.27	427	437	1.25	1.18	2.43	0.18	0.05	0.19	0.51	67
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, KT-II)	U-5	3812.65	известняк	0.21	422	314	0.86	0.66	1.52	0.15	0.07	0.33	0.56	71

Продолжение *таблицы 1*

Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, КТ-II)	U-5	3816.65	известняк	0.13	412	431	0.69	0.56	1.25	0.18	0.02	0.15	0.55	138
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, КТ-II)	U-5	3820.73	известняк	0.02	424	450	0.02	0.09	0.11	0.11	0	0.00	0.18	550
Урихтау	Нижний-Средний карбон C1-C2 (визе-башкир, КТ-II)	U-5	3822.62	известняк	0.22	416	273	1.24	0.6	1.84	0.2	0.05	0.23	0.67	91
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	4972.65	известняк	0.02	431	450	0.03	0.09	0.12	0.08	0	0.00	0.24	400
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	4975.85	известняк	0.06	421	317	0.1	0.19	0.29	0.13	0.03	0.50	0.35	217
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	4978.38	известняк	0.04	422	325	0.05	0.13	0.18	0.16	0.02	0.50	0.27	400
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	4980.4	известняк	0.15	427	127	0.1	0.19	0.29	0.1	0.12	0.80	0.35	67
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	4981.75	известняк	0.13	417	231	0.63	0.3	0.93	0.25	0.04	0.31	0.68	192
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5091.55	известняк	0.04	412	200	0.06	0.08	0.14	0.12	0.02	0.50	0.46	300
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5093	известняк	0.02	437	300	0.03	0.06	0.09	0.03	0.01	0.50	0.31	150
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5095.6	известняк	0.13	425	115	0.03	0.15	0.18	0.09	0.11	0.85	0.16	69
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5097.4	известняк	0.02	433	350	0.03	0.07	0.1	0.07	0.01	0.50	0.32	350
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5099.2	известняк	0.05	424	320	0.06	0.16	0.22	0.1	0.02	0.40	0.26	200
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5101.13	известняк	0.02	442	450	0.02	0.09	0.11	0.04	0.01	0.50	0.16	200
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5103.48	известняк	0.03	431	267	0.02	0.08	0.1	0.1	0.02	0.67	0.22	333
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5107.5	известняк	0.03	421	267	0.02	0.08	0.1	0.03	0.02	0.67	0.18	100
Урихтау	Средний-Верхний девон D2-D3 (КТ-III)	U-5	5227.4	известняк	0.02	428	450	0.02	0.09	0.11	0.07	0.01	0.50	0.17	350

Сокращения: TOC: Общее содержание углерода (%). S1: Свободные УВ, до 300°C (мг УВ/г породы). S2: УВ-продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ, 300-6500C (мг УВ/г породы). S3: Количество двуокиси углерода. Tmax: Температура максимального выхода УВ (пик S2) при пиролизе керогена (0C.). PI: Индекс продуктивности S1/(S1 + S2). HI: водородный индекс (мг УВ/г Corг). OI: кислородный индекс (мг УВ/г Corг). PI: Индекс продуктивности S1/(S1 + S2). ROC: остаточный органический углерод.

ком этих микроэлементов является морская вода. Таким образом, напрашивается вывод о высоком содержании цист Tasmanites в высокопродуктивной пачке пород месторождения Акжар Восточный.

Предположение о том, что эффективная емкость пород-коллекторов обеспечивается трещиноватостью вследствие АВПД или тектонических нарушений, подвергается большому сомнению. Ни одна из предложенных ранее моделей формирования акжаритов не объясняет продолжительные и стабильные высокодебитные притоки углеводородов. Существуют причины (условия), которые привели к формированию на определенном участке преимущественно глинистой толщи высокоемкого и высокопроницаемого сектора, обогащенного органическим веществом (ОВ).

По результатам пиролитических исследований RockEval породы нижнепермского интервала (Восточный Акжар, Лактыбай), литологически представленные аргиллитами черного цвета, относятся к классу богатых и очень богатых НГМТ (*рисунок 3*). Содержание органического углерода варьирует от 0,6 до 5%, отмечаются высокие значения параметра S_2 и ROC (*таблица 1*). Показатели параметра Tmax варьируют в диапазоне 430–437° С, водородный индекс выше для образцов с высоким содержанием TOC и S_2 и достигает 425 мг УВ/г Сорг. Таким образом артинский и ассельско-сакмарский литолого-стратиграфический комплексы потенциально могут включать интервалы НГМТ, которые на текущий момент характеризуются высокой катагенетической зрелостью и могли частично реализовать свой нефтегенерационный потенциал при благоприятных термобарических условиях. Высокие дебиты отдельных скважин на месторождении Акжар подтверждают наличие очагов генерации нефти в интервалах, обогащенных ОВ.

Образцы из скважин Аккудук характеризуются более низким содержанием органического углерода и водородным индексом (HI), что связано предположительно с менее благоприятными для накопления органического вещества геоморфологическими условиями мелководного шельфа.

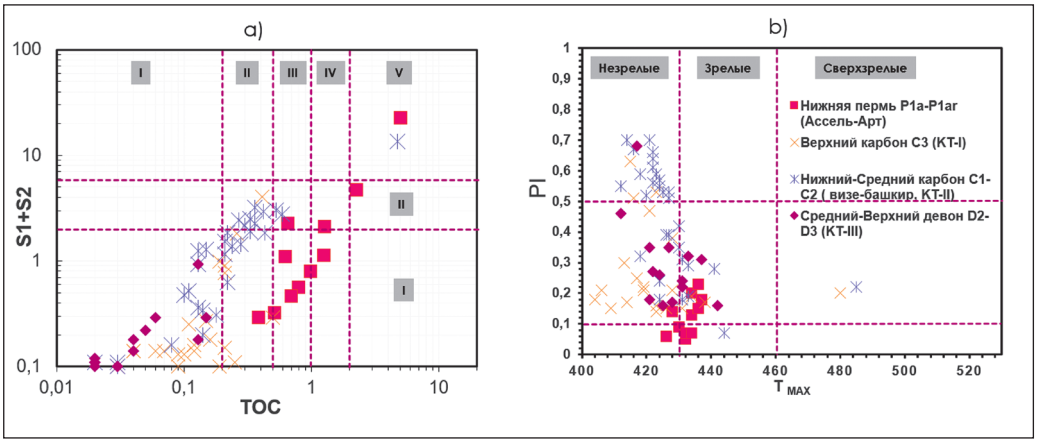

Рисунок 3 – **Диаграмма для определения генерационного потенциала подсолевых отложений восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины – a, по данным в таблице 1 (I-очень бедные, II- бедные, III-средние, IV-хорошие, V-очень богатые). Диаграмма термической зрелости керогена – b, (составила Жансеркеева А.А.)**

По результатам Rock-Eval генерационный потенциал визейско-башкирских преимущественно карбонатных отложений характеризуется от бедного до хорошего, современное содержание ТОС сильно варьирует от 0,1 до 7%, в среднем составляет 1,5 – 2%. Кероген преимущественного морского типа (*рисунок 4*). Параметр Tmax для визейско-башкирских отложений Жанажол-Торткольского карбонатного массива сильно варьирует и в среднем составляет 423–427° С.

Катагенетическая зрелость увеличивается с глубиной, отмечаются высокие содержания параметра S_2 для отдельных образцов площади Восточный Урихтау на глубине 4 км (S_2 составляет 12,63 мг УВ/г, Tmax – 444° С), что указывает на высокий исходный генерационный потенциал. Водородный индекс в среднем составляет 250 – 310 мг УВ/ г Сорг, в целом следует отметить тенденцию к увеличению водородного индекса (HI) с глубиной. Среднее содержание HI для КТ-I – 165 мг УВ/ г Сорг, для КТ-II – 262 мг УВ/ г Сорг, для КТ-III – 297 мг УВ/ г Сорг. Тип керогена по результатам комплексного анализа пиролитических параметров относится к сапропелевому типу II (*рисунок 4*).

По данным биомаркерных и пиролитических исследований [4] для НГМТ нижне- и среднекаменноугольного возраста преобладает водорослевый кероген II типа, для терригенных нижнепермских отложений установлен смешанный тип керогена II/III. Выявленная особенность предположительно связана с активизацией коллизионных процессов в раннепермское время и увеличением гумусовой составляющей в осадочных породах [4].

Реконструкция истории погружения и термической зрелости НГМТ. В соответствии с доминирующей на сегодняшний день гипотезой катагенетического образования нефти в пределах осадочных бассейнов температура является ключевым фактором преобразования ОВ, наступление главной фазы нефтеобразования (ГФН) определяется типом керогена [2,11–14]. Согласно экспериментальным исследованиям нефть образуется в интервале температур 60-120° С (Вассоевич, 1957;

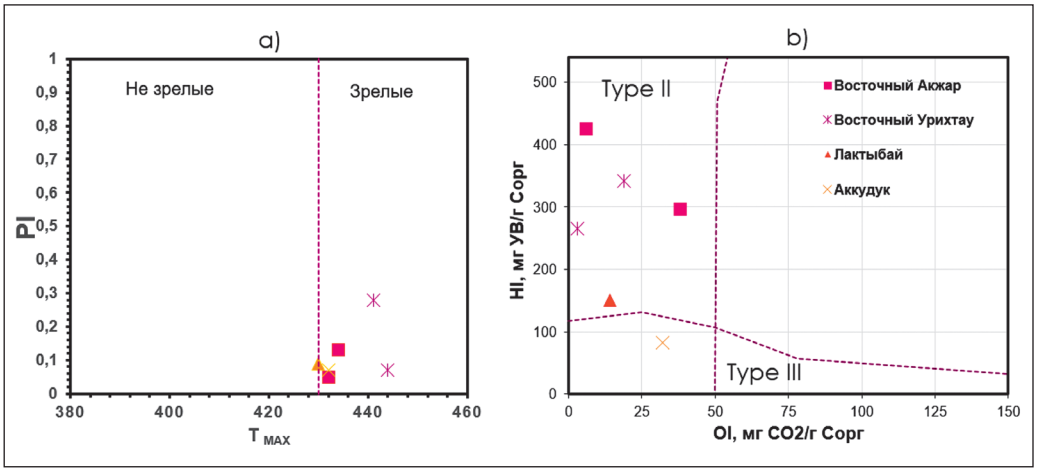

Рисунок 4 – **Индикаторные диаграммы для определения термической зрелости – a; генетического типа керогена – b для потенциальных нижнепермских и визейско-башкирских НГМТ восточной бортовой зоны ПОБ, образцы с S2 > 1 и PI < 0,5 (составила Жансеркеева А.А.)**

Неручев, 1973; Преображенский и др. 1973). В зарубежной литературе [2,11–13] этот интервал именуется «нефтяным окном» (oil window).

По результатам многосценарного бассейнового моделирования на основе описанной региональной геодинамической модели формирования верхнепалеозойских терригенно-карбонатных отложений восточно-бортовой зоны ПОБ, потенциальные нижнепермские, визейско-башкирские и верхнедевонско-нижнекаменноугольные НГМТ в настоящее время характеризуются неравномерной степенью зрелости по площади и глубине (*рисунок 5, б*).

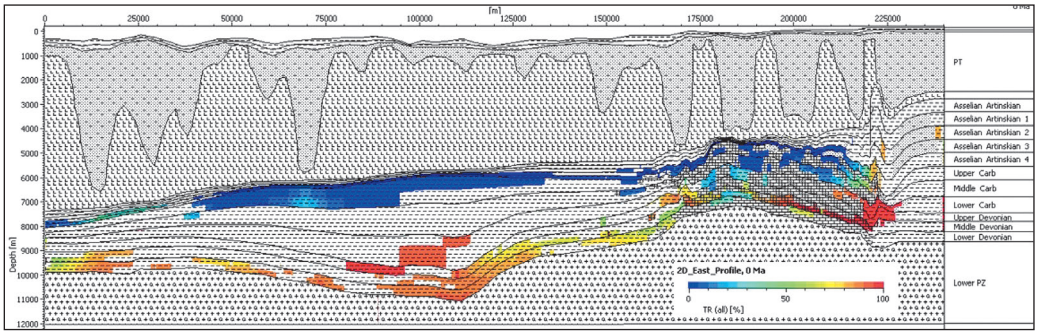

Рисунок 5 – **Результаты реконструкции термической истории потенциальных НГМТ, термическая зрелость характеризуется индексом зрелости керогена (TR -transformation ratio), TR > 50% указывает на вероятное вступление НГМТ в фазу генерации и эмиграции углеводородов. Положение разреза см. на *рисунке 2*. (составила Жансеркеева А.А.)**

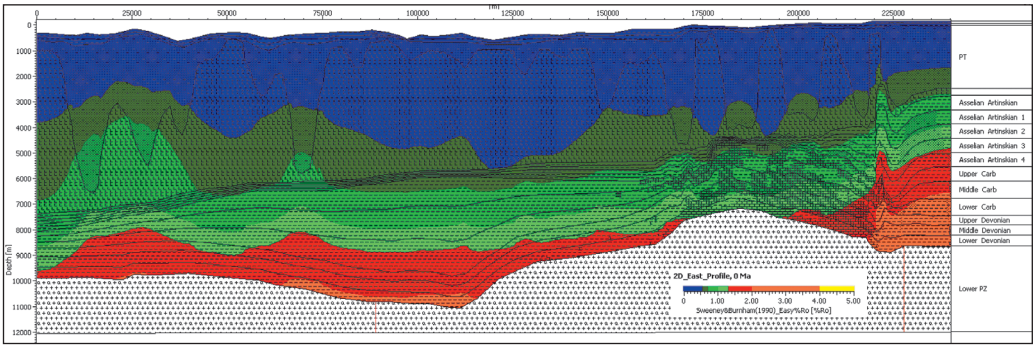

Рисунок 6 – **Результаты моделирования отражательной способности витринита (Sweeny and Burnham EasyRo%, 1990), градации EasyRo% от 1 до 1,3 соответствуют нефтяному окну. Положение разреза см. на *рисунке 2* (составила Жансеркеева А.А.)**

Для нижнепермских НГМТ прогнозируется возникновение множественных очагов генерации, и неравномерная катагенетическая зрелось ОВ по площади. Отмечается более раннее вхождение в нефтяное окно интервалов отложений с высоким содержанием ОВ и керогеном II типа. Карбонатные визейско-башкирские отложения в целом характеризуются бедным и средним генерационным потенциалом, по классификации [13]. Внутри КТ-II по показателям Tmax отмечаются катагенетические несогласия.

Возникновение выдержанных очагов генерации в пределах верхнедевонско-нижнекаменноугольных формаций обусловлено длительной термической эволюцией, что обусловливает вхождение в нефтяное окно пород с низким и средним содержанием ОВ, индекс зрелости TR>50%. На современном этапе генерация и эмиграция УВ не происходят (*рисунок 5*).

На основе термотектонического моделирования созревание керогена II типа происходило неравномерно, отмечается растянутая шкала катагенеза (*рисунок 6*). Для потенциальных верхнедевонско-нижнекаменноугольных НГМТ, пик генерации приходится на позднетриасовое-юрское время (индекс зрелости TR > 50%).

Высокая скорость погружения, большая мощность осадочного чехла, низкий тепловой поток, высокие давления являются благоприятными факторами для генерации и миграции углеводородов в глубокопогруженных подсолевых отложениях восточной бортовой зоны ПОБ. Площадь очагов генерации в подсолевом комплексе контролируется палеогеографическими условиями, исходным качеством (типом керогена) и концентрацией ОВ.

ВЫВОДЫ

По результатам комплексного анализа условий формирования нефтегазоматеринского потенциала в пределах района исследований получены следующие выводы:

1. Палеогеогеографические и палеотектонические условия контролируют формирование потенциальных НГМТ, высокий генерационно-эмиграционный потенциал связан с условиями глубоководного шельфа и континентального склона.

2. Нижнепермский литолого-стратиграфический комплекс характеризуется относительно высоким генерационным потенциалом и неравномерной катагенетической зрелостью ОВ, что обусловливает формирование коллекторов типа «акжариты». Высокое содержание ОВ в подошвенной части нижней перми на площади Акжар Восточный обеспечивается за счет аномально высокой концентрации микрофитопланктона Tasmanites. Подобный тип коллектора прогнозируется на прилегающих к Восточному Акжару площадях (Жаркамыс Восточный, Каратюбе).

3. Для визейско-башкирских глинисто-карбонатных тонкозернистых отложений отложений наблюдается увеличение водородного индекса с глубиной, что указывает на увеличение доли сапропелевого органического вещества, по пиролитическим исследованиям отмечается неравномерная степень катагенетической зрелости ОВ по разрезу, что вероятно указывает на размывы.

4. В стратиграфических границах подсолевого комплекса исследуемого района наблюдается растянутая шкала катагенеза, потенциальные НГМТ верхнедевонского возраста входили в нефтяное окно на рубеже позднего триаса-поздней юры и наиболее полно реализовали своей нефтегенерационный потенциал.

С целью снижения рисков при планировании разведочного бурения, необходимо проводить комплексный анализ геохимических, палеотектонических и палеогеографических условий формирования потенциальных НГМТ на основе данных бурения, сейсморазведки и реконструкции термической эволюции с учетом геохимических особенностей потенциальных НГМТ.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке грантового финансирования научных и научно-технических проектов Комитетом науки Министерства образования и науки Республики Казахстан, грант ИРН AP00025, «Разработка региональной цифровой модели геологического строения территории Прикаспийского осадочного бассейна Казахстана».

ЛИТЕРАТУРА

1 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с. [Abilkhasimov, Kh.B. Osobennosti formirovaniya prirodnyh rezervuarov paleozojskih otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny i ocenka perspektiv ih neftegazonosnosti. – M: Izdatel'skij dom Akademii Estestvoznaniya, 2016. – 244 s.]

2 Allen P.A., Allen J. R. Basin Analysis, Principles and Applications. Second edition – Oxford: Blackwell Publishing, 2005. – 549 p.

3 Brunet M.-F., Volozh Y. A., Antipov M. P., Lobkovsky L. I. The geodynamic evolution of the Precaspian Basin (Kazakhstan) along a north-south section // Tectonophysics. –1999. – 313. – P. 85–106.

4 Yensepbayev T., Izart A., Joltaev G., Hautevelle Y., Elie M., Suarez-Ruiz I. Geochemical characterization of source rocks and oils from the eastern part of the Precaspian and Pre-Uralian Basins (Kazakhstan): palaeoenvironmental and palaeothermal interpretation // Organic Geochemistry. – 2010. – Vol. 41. – Is. 3. – P. 242–262.

5 Исказиев К.О., Савинова Л.А., Алмазов Д.О., Ляпунов Ю.В., Антипов М.П. Фациальное моделирование строения Темирской карбонатной платформы на основе концепции и принципов секвентной стратиграфии // Нефтяное хозяйство. – 2019. – С. 96-101. [K.O. Iskaziev, L.A. Savinova, D.O. Almazov, U.V. Lyapunov, M.P. Antipov. Facial'noe modelirovanie stroeniya Temirskoj karbonatnoj platformy na osnove koncepcii i principov sekventnoj stratigrafii // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – S. 96-101.]

6 Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. – М.: Научный мир, 2001. – 606 с. [Khain, V.E. Tektonika kontinentov i okeanov. – M: Nauchniy mir, 2001. – S. 606]

7 Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР: в 2 кн. – М: Недра, 1990. – 666 с. [Zonenshain, L.P, Kusmin M.I., Natapov L.M. Tektonika litosfernyh plit territorii SSSR. – M: Nedra, 1990. – 666 s.]

8 Шеин В.С., Алференок А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 35–55. [Shein, V.S, Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Melnikova N.A. Geodinamicheskie usloviya formirovaniya osadochnogo chekhla paleobassejnov Vostochno-Evropejskogo paleokontinenta // Geologiya nefti i gaza. – 2020. – № 1. – S. 35–55.]

9 Шеин В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В., Долматова И.В., Елагина Я.Е., Каламкаров С.Л., Книппер А.А., Петров А.И., Соборнов К.О. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 11–27. [Shein, V.S, Fortunatova N.K., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Elagina Ya.E., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Petrov A.I., Sobornov K.O. Geodinamicheskaya evolyuciya i tektonicheskoe rajonirovanie Vostochno-Evropejskoj platformy // Geologiya nefti i gaza. – 2013. – № 5. – S. 11–27]

10 Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспатических и геоэкологических карт Центральной Евразии. – Алматы: Научно-Исследовательский институт Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 132 с. [Atlas litologo-paleogeograficheskih, strukturnyh, palinspaticheskih i geoekologicheskih kart Central'noj Evrazii. – Almaty: Nauchno-Issledovatel'skij institut Prirodnyh Resursov YUGGEO, 2002. – 132 s.]

11 Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1986. – Vol. 70. – P. 318–329.

12 Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. Petroleum and Basin Evolution. – Berlin: Springer, 1997. – 535 pp.

13 Tissot B., Welte D. Petroleum Formation and Occurrence. – Berlin, Heidelberg: Springer. – 1984. – 702 pp.

14 Баженова Т.К. Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов // Георесурсы. – 2021. – № 23(2). – С. 35–43. [Bazhenova T.K. Elementy regional'noj organicheskoj geohimii i razdel'nyj prognoz nefte- i gazonosnosti regionov // Georesursy. – 2021. – №23(2). – S. 35–43]

15 Хераскова Т.Н., Парасына В.С., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б. Прикаспийская впадина: тектонические события и седиментация на рубеже раннего–среднего карбона, формирование нефтегазовых резервуаров // Геотектоника. – 2019. –№3. – С. 61-78. [Kheraskova T.N., Parasyna V.S., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Sapozhnikov R.B. Prikaspijskaya vpadina: tektonicheskie sobytiya i sedimentaciya na rubezhe rannego–srednego karbona, formirovanie neftegazovyh rezervuarov // Geotektonika. – 2019. – №3. – S. 61-78]